

DESAFÍOS Y OPORTUNIDADES DEL PROCESAMIENTO DE NUEVOS PETRÓLEOS Y CARGAS NO CONVENCIONALES EN LAS REFINERÍAS

Eliza Diamante, FCC S.A., elizadiamante@fccsa.com.br

Lucas Andrade, FCC S.A., lucasandrade@fccsa.com.br

Tiago Coelho, FCC S.A., tiagocoelho@fccsa.com.br

ABSTRACT

El reciente descubrimiento y desarrollo de nuevos campos petroleros ha traído desafíos para el procesamiento de crudos con características fisicoquímicas únicas, que exigen soluciones tecnológicas específicas para su procesamiento. Además, el desarrollo de campos de extracción de petróleo a partir de fuentes no convencionales, como el *tight oil* y el *shale oil*, en América Latina y en otras partes del mundo, ha generado una abundante oferta de este tipo de materia prima y el consecuente interés en incorporar estos nuevos petróleos al portafolio de crudos de las refinerías.

Mientras que el petróleo brasileño del presal presenta como principal desafío la alta concentración de sales de calcio, magnesio y otros cloruros de difícil extracción, los petróleos del tipo *shale oil* se caracterizan por la presencia de diferentes metales contaminantes, como arsénico, mercurio, hierro y plomo, dependiendo del local de extracción y de su densidad, además de contener normalmente altas concentraciones de azufre, oxígeno y nitrógeno. Por su parte, el llamado *tight oil* suele presentar características como un bajísimo tenor de azufre y metales, y una alta parafinicidad, lo que representa desafíos para las refinerías, ya que normalmente se mezcla con otros petróleos antes del procesamiento, estando sujeto a problemas de compatibilidad. El procesamiento de estos petróleos no convencionales puede generar impactos en la refinería y son necesarios ajustes en el proceso de refino para reducir dichos impactos.

Además de las nuevas fuentes de crudo, cargas renovables han ganado protagonismo en el coprocesamiento en unidades de craqueo en lecho fluidizado (UFCC), por ejemplo, el etanol y aceites vegetales extraídos de la macaúba, la soya, entre otros. En este contexto, este trabajo discutirá, de manera práctica y didáctica, los principales impactos relacionados con el procesamiento de estas nuevas cargas en refinerías de América Latina, así como las principales acciones de mitigación que pueden implementarse para maximizar el aprovechamiento de estas nuevas fuentes de materia prima. La información presentada en este trabajo tiene como objetivo proporcionar *insights* técnicos valiosos a los refinadores, permitiendo una toma de decisiones más acertada y contribuyendo directamente a una mayor rentabilidad y sostenibilidad operativa.

1. Introducción

El desarrollo de la industria de aceite y gas ha sido marcado por la creciente exploración de reservorios no convencionales, motivada por la necesidad de satisfacer la demanda energética global y garantizar la seguridad energética. A medida que los recursos de petróleo convencional se vuelven progresivamente más escasos o económicamente inviables, la atención se dirige hacia fuentes como *shale oil* y *tight oil*, y en el caso de Brasil, el presal. Estos recursos presentan desafíos tecnológicos y operativos específicos, derivados de las características de las formaciones geológicas, como baja permeabilidad, alta heterogeneidad y la presencia de contaminantes que impactan directamente en la eficiencia de los procesos de producción y refino.

La producción en reservorios de crudo no convencional requiere el uso de técnicas avanzadas de perforación, completación y estimulación, como la fracturación hidráulica y la perforación horizontal, para viabilizar económicamente la extracción de hidrocarburos. Además, el refino de estas corrientes impone requisitos adicionales a los sistemas catalíticos de UFCCs, lo que demanda el desarrollo de catalizadores más robustos y estrategias operativas capaces de mitigar los efectos adversos causados por contaminantes como hierro, calcio, cobre, sodio, potasio, entre otros, así como por características inherentes a las cargas (como mayor acidez, tenor de oxígeno y presencia de sales).

Paralelamente, la transición energética impone nuevos desafíos a la industria, que busca integrar fuentes renovables a los procesos tradicionales de refino. La adaptación de UFCCs para el coprocesamiento de cargas fósiles y renovables, incluyendo bioaceites y aceites de pirólisis de residuos, es una estrategia prometedora para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y la huella de carbono de los combustibles producidos. Sin embargo, estas materias primas presentan propiedades fisicoquímicas distintas y altos tenores de impurezas, lo que refuerza la necesidad de un profundo entendimiento de sus impactos sobre el desempeño de los procesos y de los catalizadores empleados.

Este trabajo tiene como objetivo presentar un análisis técnico de las principales características de los petróleos no convencionales más disponibles en América Latina, los desafíos asociados a su procesamiento, las implicaciones de la presencia de contaminantes en las unidades de refino y las oportunidades representadas por el uso de cargas renovables en el contexto de la transición energética.

2. Desafíos y soluciones

En la industria de aceite y gas, los reservorios de petróleo pueden clasificarse en dos categorías principales: convencionales y no convencionales (MALOZYOMOV *et al.*, 2023). Los reservorios de aceite no convencional presentan características geológicas específicas como baja permeabilidad y una rápida disminución de la presión, lo que exige estímulos para la producción de hidrocarburos, y tienen una recuperación de aceite significativamente menor comparada con reservorios convencionales (LINO, ONISHI y DATTA-GUPTA, 2019).

Las reservas de petróleo no convencional son abundantemente disponibles a nivel mundial, representando aproximadamente el 40% del suministro de energía mundial (CHAEN *et al.*, 2022). En países como Estados Unidos y China, el desarrollo y la producción en reservorios de crudos no convencionales tiene gran importancia para mejorar los patrones de consumo de energía y reducir su dependencia de fuentes de energía extranjera (XU *et al.*, 2022). Sin embargo, el desarrollo de tecnologías aún no es suficiente para extraer este petróleo de manera eficiente.

2.1. Tipos de petróleos no convencionales

Los tipos de petróleos no convencionales difieren en su composición, impurezas presentes, en la viscosidad, en el tipo de formación geológica de la reserva en que se encuentran, entre otras, y algunos ejemplos son conocidos como *shale oil*, *tight oil*, y *presal* (YIN, 2023).

2.1.1. *Shale oil*:

El *shale oil* es considerado el aceite no convencional más valioso y con mayor potencial de desarrollo (SONG *et al.*, 2020). La producción de *shale oil* en Estados Unidos provocó una revolución en el panorama energético global, aumentando rápidamente la producción de petróleo en el país (TAO *et al.*, 2024). Las reservas geológicas de *shale oil* en China son de cerca de 30 mil millones de barriles, con un gran potencial de desarrollo (WANG *et al.*, 2015). Otro país que se destaca por poseer grandes reservas de *shale oil* es Argentina, en la región conocida como Vaca Muerta (WANG *et al.*, 2019). En 2013, la *U.S. Energy Information Administration* (EIA) estimó que el volumen de aceite recuperable en Vaca Muerta sería del orden de 16,2 mil millones de barriles, posicionando a Argentina como el cuarto país con la mayor reserva de aceite no convencional del mundo. La Figura 1 muestra la distribución de las reservas de *shale oil* por país en 2024.

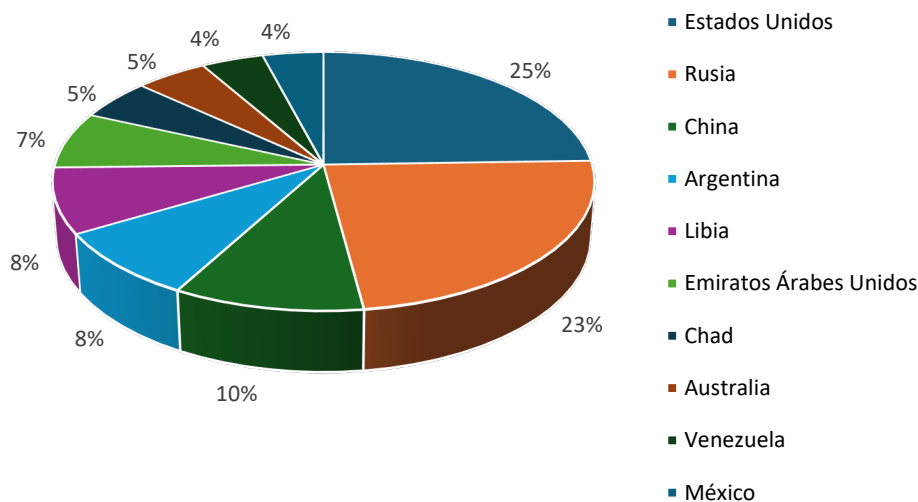


Figura 1. Reservas mundiales de *shale oil*.
Fuente: Adaptado de EIA, 2025.

El *shale oil* se compone por aceite preservado en esquisto rico en materia orgánica y presenta una madurez orgánica media-alta. El esquisto actúa tanto como roca madre como roca reservorio y, por lo tanto, puede denominarse de "aceite de roca madre". (CHEN, 2024) El aceite de esquisto existe en los estados adsorbido y libre, y generalmente posee baja densidad y viscosidad. Se almacena principalmente en poros y fracturas a nanoescala, y se encuentra distribuido a lo largo de estratos laminares o microfracturas paralelas. (ZHENG et al, 2013). La Tabla 1 presenta algunas características de los tipos de *shale oil* encontrados según la región.

Tabla 1. Propiedades de algunos importantes puntos de exploración de *shale oil* en el mundo.

Región	Materia Orgánica*		Espesura (m)	Capacidad	Densidad (g/cm ³)
	COT (%)	Ro (%)			
Jiangnan, China	1-10	0,41-0,76	10-50	1000 t/d	0,80-1,05
Alberta, Canadá	2,5	>0,7	50-150	20-70 t/d	0,82-0,85
Eagle Ford, EUA	3-7	0,7-1,4	20-60	200 t/d	0,82-0,87
Vaca Muerta, Argentina	3-5	0,7-1,3	40-150	24,3-81 t/d	0,80-0,83

*COT – carbono orgánico total (%), Ro – expresa la madurez térmica de la materia orgánica (%)
Fuente: Adaptado de WANG *et al.*, 2019.

2.1.2. *Tight oil*:

Tight oil es el aceite convencional que se encuentra en reservorios de baja permeabilidad (menor a 0,1 mD) y baja porosidad (menor al 10%) y necesita técnicas de perforación y completación de pozos tecnológicamente avanzadas (CSUR, 2023; LIU *et al.*, 2024; ZHAO *et al.*, 2024). El proceso de extracción resulta en hidrocarburos líquidos obtenidos mediante fracturación hidráulica de formaciones de esquisto, quedando una fracción pesada, similar al alquitrán, en el depósito de esquisto (LELIVELD y TOSHIMA, 2015). Las mayores reservas técnicamente recuperables de *tight oil* se encuentran en Rusia (75 mil millones de barriles) y Estados Unidos (58 mil millones de barriles), destacándose también China, Argentina, Libia, Venezuela y México, que en conjunto suman 30 mil millones de barriles (EIA, 2013).

La composición del *tight oil* es diferente de los petróleos tradicionales. En general, el *tight oil* presenta una mayor densidad API, un mayor rendimiento de diésel y fracciones livianas, una mayor contaminación por Fe, Ca, Na y Pb, un menor tenor de azufre y más componentes parafínicos (LELIVELD y TOSHIMA, 2015). Debido a la diferencia de rendimientos en comparación con los petróleos tradicionales, como se muestra en la Figura 2, puede ser necesaria la mezcla con otros crudos para ajustar los rendimientos o la adaptación de *hardware* en unidades antiguas.

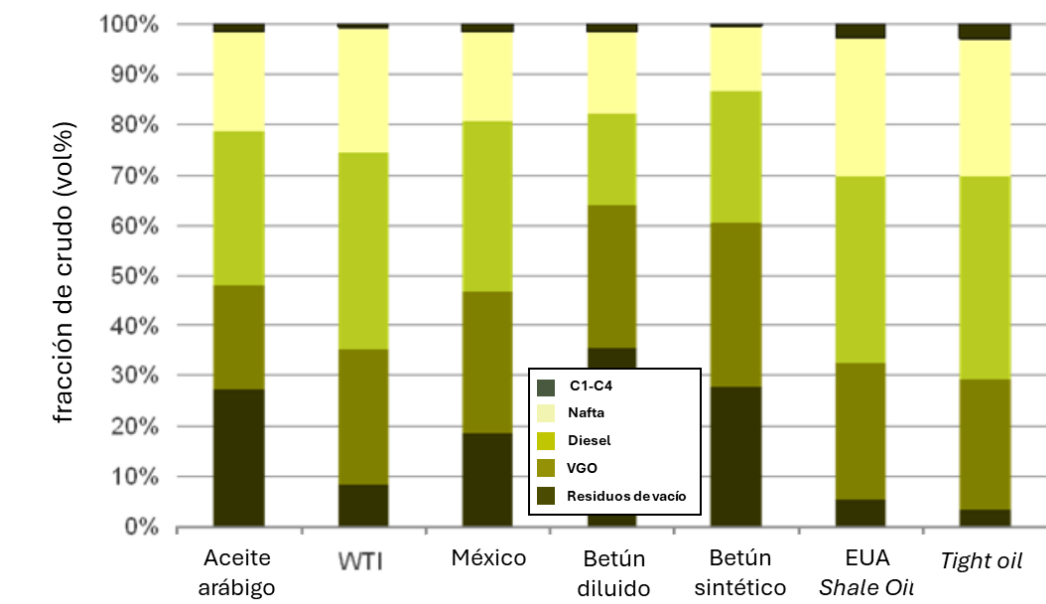


Figura 2. Comparación entre *tight oil* y otros aceites no convencionales.
Fuente: Adaptado de LELIVELD y TOSHIMA, 2015.

2.1.3.Presal:

El petróleo del presal fue descubierto en 2007 en Brasil y se encuentra localizado en las rocas sedimentarias que existen por debajo de una gruesa capa de sal de hasta 2.000 metros de espesor que impide la migración del aceite (BRANCO, 2014). La producción diaria de petróleo en el presal es elevada, habiendo pasado de un promedio de 41 mil barriles por día en 2010 a un nivel de 1,9 millones de barriles por día en 2020, con posibilidad de alcanzar los 5 millones de barriles por día en 2030, lo que posiciona a Brasil como uno de los tres mayores productores mundiales de petróleo, como se muestra en la Figura 3 (EPE, 2018).

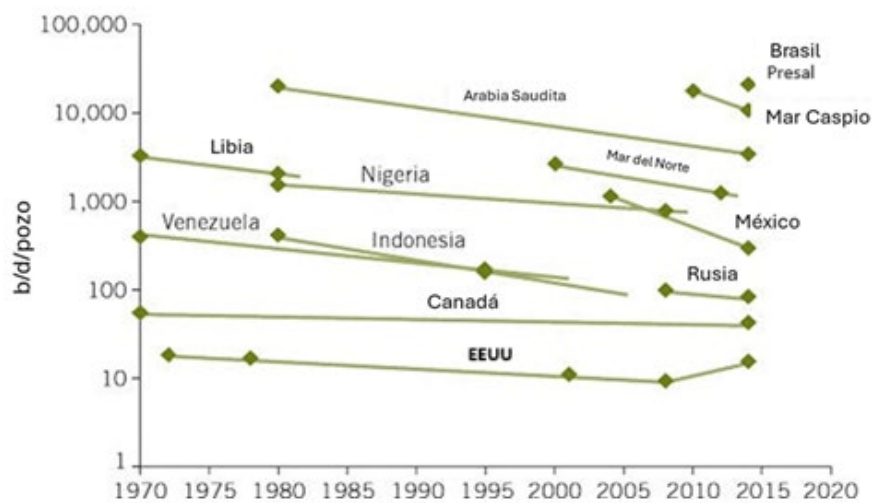


Figura 3. Productividad de pozos de petróleo en diversas regiones del mundo.
Fuente: SANDREA y GODDARD, 2016.

Según la Agencia Nacional del Petróleo (ANP), el petróleo del presal se clasifica como crudo liviano, ya que presenta una densidad API mayor o igual a 31°. Además, el aceite extraído contiene un menor tenor de azufre y un mayor tenor de sales a base de sodio, calcio y potasio (DELGADO y GAUTO, 2021). Las sales contenidas en el petróleo constituyen una fuente de corrosión en los equipos de la refinería (MORIGAKI *et al.*, 2010). La Tabla 2 presenta una comparación de la calidad de los pozos de petróleo del presal y del postsal.

Tabla 2. Comparación entre petróleos brasileños del presal y postsal.

Petróleo	°API	% azufre	% nitrógeno	Acidez (mg KOH/ g aceite)
Búzios*	28,4	0,40	0,31	0,17
Tupi*	30,7	0,35	0,27	0,17
Sapinhoá*	30,0	0,35	0,30	0,23
Cabiúnas	25,9	0,35	0,31	0,92
Marlim Sul	22,2	0,61	0,40	0,91
Roncador	22,8	0,58	0,36	1,17

*Pozo de petróleo del presal

Fuente: Adaptado de DELGADO y GAUTO, 2021.

2.2. Impactos de procesamiento de cargas más livianas

Cada unidad de cada refinería está diseñada de acuerdo con una calidad media esperada de carga y con un margen que permite cierta flexibilidad operativa dentro de un rango determinado. La unidad de destilación es la más dependiente de la calidad del petróleo para operar correctamente, mientras que las demás unidades se ven afectadas por el caudal y la calidad de los productos de la destilación.

En América Latina, la mayoría de los nuevos crudos disponibles presentan características bastante distintas de aquellos para los cuales las refinerías fueron diseñadas, siendo notablemente más livianos, con mayor rendimiento de nafta y menor rendimiento de productos de fondo. Además de la diferencia en los rendimientos de productos, algunas características como la acidez, la parafinicidad, tenor de azufre y tenor de sales también modifican la forma en que se procesa el petróleo y sus derivados. Trabajar con un portafolio de crudos cuya curva de destilación sea muy diferente de aquella para la cual fue diseñada la unidad puede implicar perturbaciones operativas no solo en la unidad de destilación, sino también en otras unidades de la refinería.

Para cargas de petróleos más livianos las principales preocupaciones son:

- Unidad de destilación atmosférica y a vacío
 - Inundaciones en la parte superior de la torre atmosférica;
 - Limitaciones de carga térmica de condensadores;
 - Limitaciones de caudal en los sistemas de bombeo;
 - Limitaciones en el fraccionamiento de livianos;
 - Limitación de capacidad de los tratamientos de nafta y GLP;
 - Desbalance en los sistemas de recuperación de calor debido al bajo caudal de las corrientes de fondos – aumento de la carga térmica requerida en los hornos;

- Aumento de degradación de las corrientes del rango del diésel hacia el residuo atmosférico debido al incremento en su rendimiento y al aumento de presión en la zona de flash;
- Aumentos significativos en los puntos de congelación del queroseno de aviación y del diésel, lo que incrementa el consumo de aditivos;
- Aumento de la corrosión en los sistemas de tope debido a la presencia de cloruros de difícil desalado;
- Reducción del pH de las salmueras provocando aumento de la corrosión en los sistemas de desaladoras;
- Carga muy baja en las torres de vacío, lo que puede aumentar la contaminación de los gasóleos debido a arrastres y generar coquización interna por un mal mojado de platos/lechos;
- Imposibilidad de producción de cemento asfáltico.
- Craqueo catalítico fluidizado
 - Reducción de carga debido a la baja disponibilidad de gasóleos y corrientes residuales;
 - Aumento significativo en los rendimientos de GLP y nafta craqueada, lo que puede generar limitaciones en los sistemas de condensación de tope, separación de agua, desbutanizadora y tratamientos;
 - Riesgo de coquización en los sistemas de fondo de la fraccionadora principal debido al bajo rendimiento de slurry;
 - Alteraciones en el balance térmico de la unidad debido al bajo rendimiento de coque – la reducción de la temperatura en la fase densa y el aumento de la circulación pueden limitar la operación de la unidad;
 - Reducción de la generación de vapor en los *catcoolers*, calderas de CO y calderas recuperadoras de calor;
 - Reducción en la generación de energía en turboexpansores;
 - Reducción del octanaje de la nafta craqueada;
 - Envenenamiento del catalizador y de los productos por contaminantes inusuales, como hierro, calcio, magnesio, arsénico, cobre y plomo;
 - Aumento en la formación de depósitos de sales en el sistema de tope de la fraccionadora principal.
- Coqueo retrasado
 - Reducción del flujo de carga debido a la baja disponibilidad de corrientes residuales;
 - Necesidad de aumentar el tiempo de ciclo debido a que la carga es más refractaria al coqueo;

- Perturbaciones operativas en los hornos y en los sistemas de alimentación debido al menor punto inicial de ebullición de la carga;
- Reducción en la calidad del coque y aumento de la posibilidad de formación de *shot coke*;
- Aumento de la posibilidad de formación de *hot spots* y bolsas de líquido, impactando el proceso de descoquización de los tambores;
- Aumento de los rendimientos de nafta y GLP lo que puede generar limitaciones en los sistemas de condensación de tope, separación de agua, desbutanizadora y tratamientos.
- Hidrotratamientos de nafta y diésel:
 - Reducción de azufre en la carga, lo que contribuye para la longevidad del sistema catalítico, pero puede afectar sistemas de aprovechamiento de calor debido a la reducción de la generación de calor en los reactores;
 - Posibilidad de aumento de concentración de contaminantes como arsénico y silicio, que pueden llevar a la desactivación del catalizador;
 - Aumento de pérdida de carga y limitación hidráulica en los sistemas debido al incremento del caudal de carga.

De manera general, se utilizan dos enfoques: mezclar petróleos para adecuar los rendimientos y la calidad de productos de acuerdo con el *hardware* de la refinería o realizar modificaciones en las unidades de proceso para manejar la nueva carga y el perfil de rendimientos.

Gran parte de los nuevos crudos disponibles en América Latina tienen como características comunes la baja densidad, la alta concentración de parafinas y la alta variabilidad en la calidad entre cargamentos. Por sí solas, estas características ya presentan desafíos, como la presencia de sólidos en suspensión y el alto punto de fluidez, lo que conlleva la necesidad de inversiones en mejoras en el calentamiento de tanques y tuberías, así como ajustes en los filtros de bombas (MARTÍNEZ y MESA, 2018). Pueden ocurrir depósitos de parafinas en las líneas, lo que incrementa la pérdida de carga en los sistemas y puede representar un problema especialmente grave para los oleoductos que abastecen las refinerías.

Estos problemas, ya bastante conocidos, pueden agravarse cuando estos petróleos se mezclan a petróleos convencionales, con mayores tenores de hidrocarburos pesados. En un contexto de ajuste de rendimientos y calidad de productos, la mezcla de estos crudos livianos con crudos más pesados tiene total sentido y es una estrategia muy utilizada. Sin embargo, incluso cuando se desea la segregación inicial de estos petróleos más livianos, como en bases intermedias y tanques de recepción, el contexto del sistema de almacenamiento de petróleos puede llevar a una mezcla no intencional debido a la existencia de lastres en los tanques. Esta mezcla, de petróleos livianos y parafínicos con petróleos más ricos en componentes pesados, a propósito o no, puede provocar el fenómeno de deposición de asfaltenos, y cuando esto ocurre se dice que los

petróleos son incompatibles (BENOIT y ZURLO, 2014). En este contexto, análisis de laboratorio realizados previamente a la recepción de cargamentos pueden ayudar a prever y mitigar este problema, así como el uso de softwares especializados.

Muchas refinerías de América Latina están optando por adaptar sus unidades a las nuevas cargas disponibles. Entre las principales adaptaciones podemos mencionar:

- Destilación atmosférica y al vacío:
 - Instalación de torres *pre-flash* en unidades de destilación;
 - Adaptación metalúrgica de los sistemas de desaladoras y de los topes de torres;
 - Aumento de la capacidad de sistemas de tope de fraccionadoras atmosféricas y desbutanizadoras (carga térmica de condensadores, bombas y recipientes);
 - Aumento de la capacidad térmica de los hornos;
 - Adaptación de la torre de vacío para operar con menor caudal de carga;
 - Aumento de la capacidad de sistemas de tratamiento de nafta y GLP.
- Craqueo Catalítico fluidizado
 - Adaptación del catalizador de acuerdo con los objetivos de la unidad: ajuste del perfil de rendimientos y delta coque;
 - Reciclo de *slurry*
 - Procesamiento de residuos atmosféricos o de vacío – aumento de concentración de contaminantes en la carga – aumento de reposición y catalizadores más resistentes;
 - Aumento de la capacidad de los sistemas de tope de fraccionadoras atmosféricas y desbutanizadoras (carga térmica de condensadores, bombas y recipientes);
 - Mejoras en los sistemas de lavado de condensadores y de los gases en las descargas del compresor de gas húmedo
 - Aumento de la capacidad de los sistemas de tratamiento de nafta y GLP.
- Hidrotratamientos de nafta y diésel:
 - Optimización del sistema catalítico para la nueva relación entre azufre y nitrógeno de los productos;
 - Aumento de la capacidad volumétrica.

2.3. Cargas renovables

La transición energética ha ganado protagonismo en los últimos años y consiste en el proceso de sustitución de la matriz energética global, actualmente dominada por los combustibles fósiles, para un sistema basado en fuentes de energía renovables, buscando reducir las emisiones de GEI, combatir el cambio climático y promover un futuro más sostenible (MME, 2023). Sin

embargo, las previsiones indican que los combustibles fósiles seguirán siendo relevantes hasta 2050 (EIA, 2025).

Una de las principales acciones enfocadas en la reducción de emisiones de GEI consiste en la construcción de la ruta de descarbonización mediante la adaptación del esquema tradicional de refino de petróleo, con el objetivo de procesar materias primas de origen renovable y reducir la huella de carbono en los productos (PIMENTA *et al.*, 2024). En este caso, se destaca el coprocesamiento de corrientes fósiles y renovables, a partir de pequeñas adaptaciones en los procesos de refino convencionales (ECOFYS, 2018).

El coprocesamiento presenta desafíos que deben ser enfrentados, ya que cada carga posee diferentes particularidades que impactan directamente el desempeño del proceso de refino en una biorrefinería. Las cargas de aceites vegetales presentan bajo residuo de carbono y tenor de oxígeno relativamente alto, lo que conlleva una elevada formación de agua en las unidades de conversión. El aceite obtenido a partir de la pirólisis de residuos vegetales también presenta un tenor elevado de oxígeno, además de elevada acidez e inestabilidad. Por su parte, el aceite obtenido a partir de la pirólisis de residuos plásticos presenta alta variabilidad en su composición y la presencia de contaminantes como cloro y metales. (STROHM e AVERY, 2022). La Tabla 3 presenta la comparación entre los diferentes tipos de cargas.

Tabla 3. Parámetros de calidad para diversos tipos de carga.

	VGO	Aceite vegetal	Aceite plástico	Bioaceite
V, Ni, Cu (wppm)	< 50	< 10	< 660	< 50
Na e K (wppm)	< 20 (Na)	< 300	< 10	< 200
Ca, Mg y Fe (wppm)	< 30	< 200	< 750	< 600
Si (wppm)	Rastro	< 25	< 7.500	< 50
P (wppm)	Rastro	< 250	< 200	< 50
Cl (wppm)	Rastro	< 50	< 2.700	< 60
Br y F (wppm)	-	N/A	< 6.800	N/A
TAN (mgKOH/g)	< 0,25	< 1,4	< 0,25	< 128
N (%p)	< 1	< 0,1	< 2	< 0,1 a 1,4
O (%p)	< 1	8 a 12	< 2,5	15 a 54
H ₂ O (%p)	< 0,5	< 0,5	< 0,5	5 a 25
S (%p)	< 2,3	< 0,2	< 1,2	< 0,3
CCR	< 3	< 0,5	< 4,5	< 20

Fuente: STROHM y AVERY, 2022.

El coprocesamiento de estas cargas, ya sea en mezcla directa con la carga de destilación o en unidades de FCC e hidrotratamiento, representa un desafío para las refinerías, que deben realizar adecuaciones de estructurales, como adecuaciones metalúrgicas y la construcción de sistemas segregados de inyección, y utilizar catalizadores más adecuados al procesamiento de estas cargas con más contaminantes y mayor tenor de oxígeno. En este contexto, Fabrica Carioca de Catalizadores contribuye con soluciones catalíticas personalizadas para cada tipo de carga de UFCC.

2.4. Contaminantes no usuales de una UFCC

La presencia de contaminantes es uno de los principales desafíos en el procesamiento de cargas no convencionales en unidades de UFCC. La viabilidad económica de estas operaciones exige la adopción de esquemas de refino que sean robustos.

La carga proveniente de esos crudos no convencionales de una UFCC puede contener niveles más elevados de elementos como hierro, calcio, cobre y potasio, cuya presencia puede comprometer tanto la estabilidad operativa de la unidad como el desempeño del catalizador. El hierro, aunque no siempre se clasifica como un contaminante inusual, ha ganado relevancia debido al aumento constante de su concentración en las corrientes de alimentación (COELHO y DIAMANTE, 2025). Además, su presencia asociada a otros metales, como calcio y sodio en concentraciones elevadas, ha generado importantes implicaciones operativas, lo que requiere una atención creciente por parte de los refinadores.

Ante este escenario, entender con precisión los efectos de estos contaminantes sobre el inventario catalítico de la unidad se vuelve esencial para el desarrollo de estrategias que permitan mantener altos niveles de conversión, selectividad y eficiencia económica a lo largo del tiempo (GUTIERRES, 2023).

El hierro encontrado en el catalizador de equilibrio (*e-cat*) puede provenir de tres fuentes en una unidad de FCC: (i) a partir de las materias primas utilizadas en la fabricación del catalizador fresco, incorporadas de manera estructural y, por lo tanto, inerte desde el punto de vista catalítico; (ii) como contaminantes provenientes del crudo procesado en la refinería y; (iii) productos de corrosión generados en equipos y tanques de almacenamiento (RAUTIAINEN y NELISSEN, 2003).

De entre estas fuentes, solo el hierro introducido durante la operación, conocido como hierro adicional, se considera perjudicial para la actividad e integridad del catalizador. Este hierro tiende a concentrarse superficialmente sobre las partículas del catalizador, promoviendo la formación de depósitos densos que reducen la accesibilidad a los sitios activos. Además, favorece la formación de puntos calientes en el regenerador y contribuye al aumento de la producción de coque y gases secos.

La estimativa de la fracción de hierro adicional presente en el *e-cat* puede ser obtenida a partir de la Ecuación 1, considerando el balance entre el tenor de hierro en el catalizador de equilibrio y el tenor originalmente presente en el catalizador fresco.

$$\text{Eq. 1} \quad Fe_{(adicional)} = Fe_{(e-cat)} - Fe_{(fresco)}$$

De forma más detallada, el desempeño del catalizador de una UFCC puede verse afectada por dos efectos principales causados por el hierro adicional. El primero consiste en la formación de rugosidades en la superficie del catalizador provocadas por la deposición de hierro, lo cual puede afectar la accesibilidad de la partícula, su densidad aparente (*aparent bulk density* – ABD) y perjudicar la fluidización (MEIRER *et al.*, 2015). El segundo efecto está relacionado con la capacidad deshidrogenante del hierro, que conduce a la pérdida de conversión y reducción de la selectividad, resultando en un aumento en la formación de coque e hidrógeno (JIANG *et al.*, 2018). La Figura 4 muestra el efecto del hierro sobre la morfología externa de la partícula del catalizador.

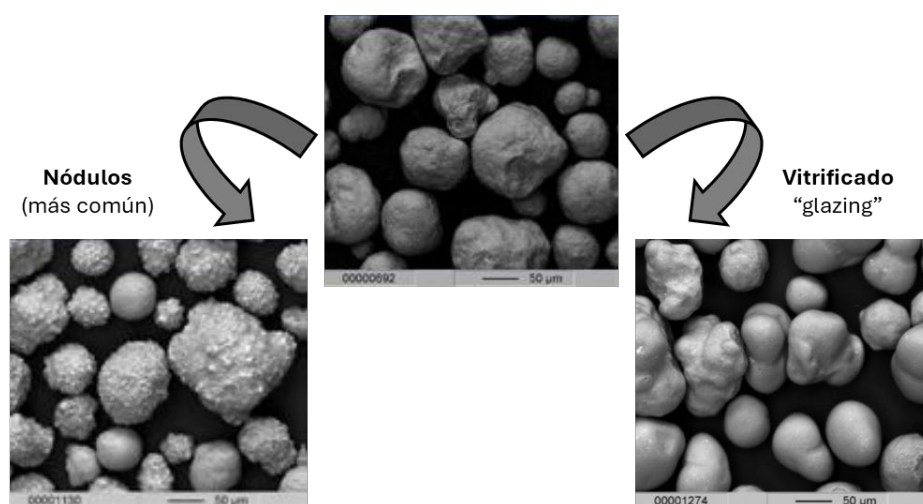


Figura 4. Efecto del hierro sobre la morfología externa de la partícula del catalizador de una UFCC.

Fuente: Banco de imágenes de FCC S.A.

Además de los efectos causados por el hierro de forma aislada, la contaminación por hierro combinada con Si, Ca y Na puede formar una capa densa en la superficie del catalizador, bloqueando los poros de entrada, y causando la reducción de la accesibilidad de la partícula (*Ketjen accessibility index* - KAI) (JIANG *et al.*, 2018; LIAO *et al.*, 2021). La Figura 5 muestra el efecto de reducción en la accesibilidad de la partícula cuando el hierro está combinado con calcio.

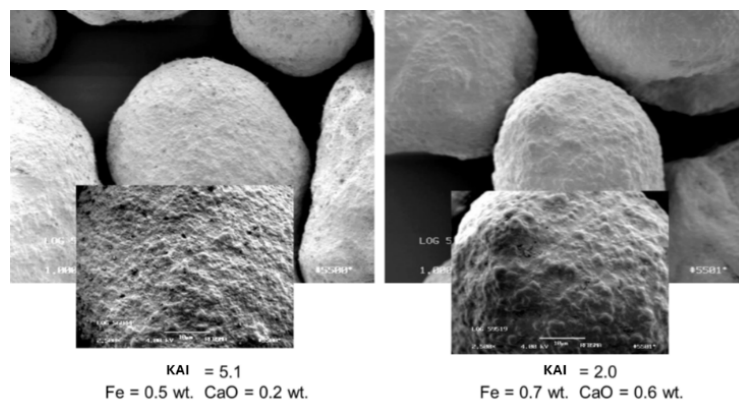


Figura 5. Efecto combinado entre hierro y calcio que lleva a la sinterización en la superficie del catalizador.

Fuente: Banco de imágenes de FCC S.A.

La accesibilidad traduce la apertura de la estructura porosa del catalizador, y estima la tasa a la que moléculas de hidrocarburos pueden difundirse en dirección a los sitios activos, donde ocurrirán las reacciones de craqueo. Por lo tanto, una reducción en la accesibilidad significa una disminución en la capacidad que el catalizador tiene para difundir las moléculas en su complejo sistema de poros, lo que puede llevar a una posible pérdida de rendimiento catalítico (RAUTIAINEN e NELISSEN, 2003).

El calcio encontrado en *e-cats* tiene su origen mayoritariamente en la carga procesada en la unidad. Cuando está presente en concentraciones elevadas, especialmente en combinación con hierro, puede intensificar los procesos de sinterización y vitrificación, tal como se ha observado mediante análisis de microscopía electrónica e índices de accesibilidad (KAI).

Otros contaminantes introducidos por la carga, como cobre y el potasio, también impactan negativamente en el desempeño del catalizador. El cobre actúa como promotor de reacciones de deshidrogenación, favoreciendo la formación de coque, hidrógeno y gas seco. Por su parte, el potasio, al igual que el sodio, compromete la acidez del catalizador y puede reducir su eficacia, aunque generalmente con menor intensidad.

Investigadores utilizaron técnicas de microscopía electrónica de barrido acoplada a espectroscopía por dispersión de energía de rayos X (SEM-EDS) para comparar la topografía y la composición elemental de partículas de catalizador fresco y de equilibrio. La superficie del catalizador fresco presentó una morfología uniforme y una composición elemental homogénea, reflejando el control de calidad en la etapa de producción. En contraste, el *e-cat* reveló una superficie heterogénea, caracterizada por la presencia de picos y valles asociados a la deposición selectiva de contaminantes, como se muestra en la Figura 6 (WHITCOMBE *et al.*, 2005).

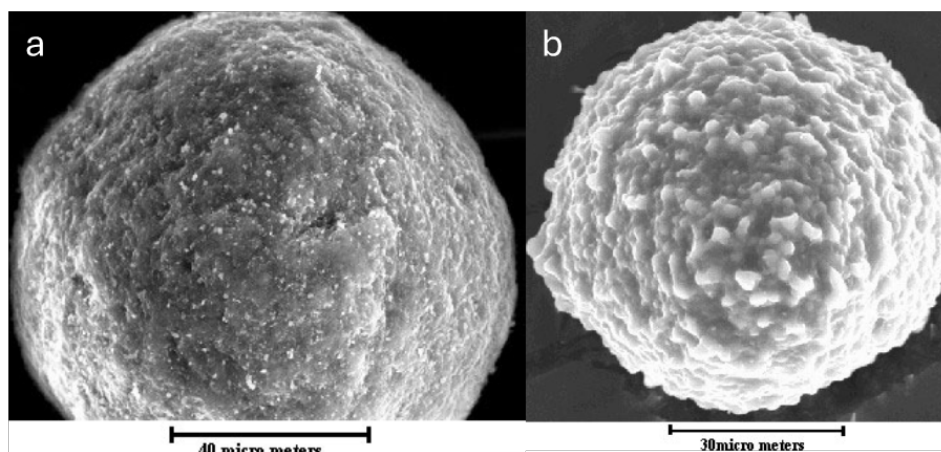


Figura 6. Superficie de (a) catalizador fresco y (b) *e-cat*.
Fuente: WHITCOMBE *et al.*, 2005.

El análisis local identificó un enriquecimiento significativo de elementos como silicio, hierro, níquel, molibdeno y cobre en la superficie de los *e-cats*. Esta distribución desigual revela un proceso de acumulación superficial selectiva, en el cual metales provenientes de la carga y/o de la corrosión de equipos tienden a depositarse en las regiones más externas del catalizador, perjudicando el acceso a la arquitectura porosa (WHITCOMBE *et al.*, 2005).

Si el procesamiento de petróleos no convencionales ya representa un desafío considerable para las unidades de FCC, el coprocesamiento de cargas renovables impone exigencias aún más severas. Los bioaceites y aceites de pirólisis de residuos plásticos presentan composiciones altamente complejas y, en muchos casos, incompatibles con los estándares operativos establecidos para fracciones fósiles convencionales (DYK, SU y SADDLER, 2024). Estas cargas contienen niveles elevados de metales e impurezas inorgánicas, bajos tenores de hidrógeno y azufre, además de concentraciones significativamente altas de oxígeno.

Durante el craqueo catalítico, el oxígeno presente en las cargas renovables se convierte mayoritariamente en CO, CO₂ y agua, lo que altera el balance térmico de la unidad y la composición de los gases de regeneración. Además, estas materias primas favorecen la formación de hidrocarburos livianos, en especial mezclas de C₄, lo que impacta directamente la distribución de masa y volumen de los combustibles líquidos producidos, así como el perfil de emisiones atmosféricas (SCHIMMEL *et al.*, 2018).

Pinho y colaboradores (2015) evaluaron el coprocesamiento de bioaceite obtenido a partir de pirólisis rápida y gasóleo estándar en una UFCC utilizando un catalizador a base de alúmina y sílice, y observaron que el bioaceite pudo ser coprocesado sin cualquier tipo de hidrodesoxigenación y con un tenor de hasta 20% en peso. La mayor parte del oxígeno presente en el bioaceite fue eliminada en forma de agua y cuando el tenor de bioaceite fue del 20% en la alimentación de la UFCC, el tenor de carbono renovable en la gasolina varió entre 3 y 5%, mientras que en las fracciones más pesadas como el LCO y los fondos, varió entre 5 y 6%.

Por lo tanto, ya sea en el procesamiento de petróleos no convencionales o en el coprocesamiento de cargas renovables, es fundamental la utilización de tecnologías catalíticas desarrolladas para atender a las particularidades de cada tipo de alimentación. Cargas con elevado tenor de metales requieren catalizadores más resistentes a la deposición metálica, con elevada accesibilidad y estabilidad térmica, mientras que las cargas renovables, además de los contaminantes, imponen desafíos adicionales relacionados con el alto tenor de oxígeno, que afectan directamente el balance térmico y el perfil de reacciones de la unidad. La elección cuidadosa de catalizadores ajustados a estos contextos operativos es esencial para mitigar pérdidas de desempeño, preservar la selectividad deseada y asegurar la estabilidad y la rentabilidad del proceso a lo largo del tiempo.

2.5. Soluciones catalíticas

Con más de 40 años de actuación en el mercado de catalizadores, Fábrica Carioca de Catalisadores (FCC S.A.), se consolida como una referencia en soluciones tecnológicas para el craqueo catalítico. Sus formulaciones cuentan con elevada accesibilidad y distribución de poros optimizada, lo que favorece la difusión de la carga y asegura un desempeño superior incluso en condiciones severas, como aquellas asociadas al alto tenor de hierro en el *e-cat*. Los ejemplos comerciales demuestran claramente lo importante que es utilizar un catalizador personalizado para la unidad.

El primer ejemplo de aplicación industrial, presentado en la Tabla 4, es resultado de una evaluación de cambio de sistema catalítico, que evidencia el desempeño superior, especialmente en condiciones con elevado tenor de hierro en el *e-cat* (0,5%). Entre los aspectos destacados, se observa una reducción expresiva en el rendimiento de *slurry*, que cayó del 12,4% al 8,4%. Esta disminución representa no solo una mejora en la eficiencia del craqueo de las fracciones pesadas, sino que también implica una menor carga sobre las corrientes de fondo de la unidad, lo que puede traducirse en beneficios logísticos y operativos en el refino posterior.

Adicionalmente, se registró un aumento significativo en la producción de gasolina, conforme a los objetivos de la unidad, reflejando la mayor selectividad para fracciones de mayor valor agregado. Esta ganancia en gasolina ocurre de forma coordinada con un incremento de 1,8 puntos porcentuales en la conversión total de la carga lo que indica una actuación más efectiva sobre las fracciones pesadas, incluso bajo condiciones de contaminación metálica relevante (Tabla 4). Es importante destacar que estos avances en el desempeño se lograron sin un aumento en el rendimiento de coque, que se mantuvo básicamente constante.

Tabla 4. Comparación entre rendimientos obtenidos entre la tecnología FCC S.A y un catalizador de un competidor en una refinería con tenor de hierro adicionado en 0,5%.

Rendimientos (%p)	Competidor	FCC S.A
Gas combustible	2,6	2,4
GLP	11,3	10,7
Propileno	2,8	2,7
C4 total	7,6	7,2
Gasolina	41,4	44,0
LCO	26,2	28,4
Slurry	12,4	8,4
Coque	6,0	6,1
Conversión	61,4	63,2

Fuente: Banco de datos de FCC S.A.

Además de trabajar con catalizadores de alto nivel de accesibilidad, esencial para promover la conversión eficiente de fracciones pesadas, es posible incorporar zeolitas con mayor estabilidad estructural y con un tamaño de celda unitaria optimizado. Esta ingeniería orienta las reacciones catalíticas preferencialmente para la formación de productos de mayor valor económico, como la gasolina, al mismo tiempo que contribuye para la reducción de la producción de fondos y coque.

La Figura 7 presenta dos curvas principales: en rojo, se representa la concentración combinada de vanadio y sodio depositado sobre el catalizador de equilibrio; en azul, el área superficial zeolítica relativa del mismo catalizador. La línea vertical negra señala el momento en que el catalizador base fue sustituido. Antes del cambio, se observa que el área superficial del *e-cat* oscila en torno a valores negativos y, de forma gradual, presenta un descenso.

Cuando la unidad cambia de catalizador la trayectoria de la curva azul cambia de forma notable. A pesar de que la concentración de metales continúa aumentando y alcanza valores superiores a 6000 ppmw, el área superficial relativa no solo se recupera, sino que supera consistentemente la línea de referencia cero, alcanzando picos por encima de $10 \text{ m}^2 \text{ g}^{-1}$. Este comportamiento revela que el nuevo sistema catalítico mantiene la estructura zeolítica más íntegra bajo condiciones severas de contaminantes, lo que sugiere que la nueva tecnología logró preservar más la estructura de la zeolita que la tecnología anterior, ofreciendo mayor estabilidad operativa y rendimiento para el refinador.

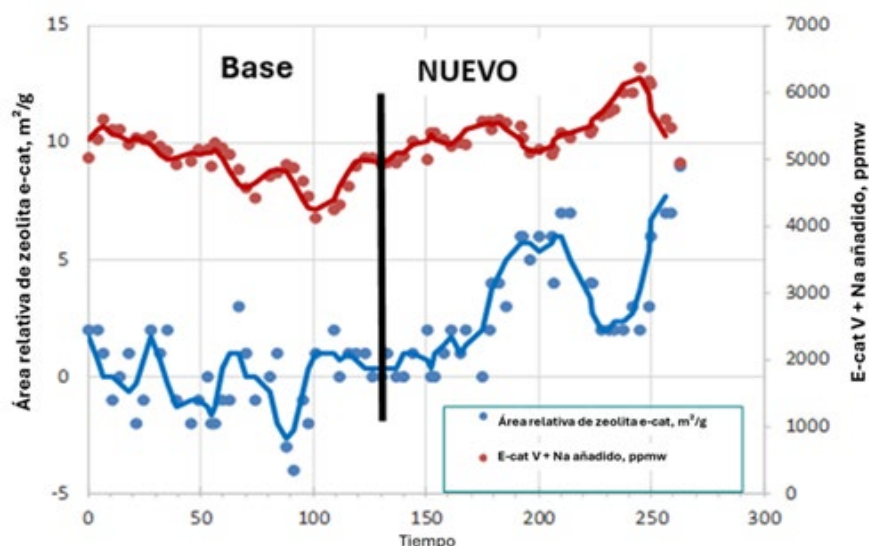


Figura 7. Comparación de la variación del área de zeólita vs tenor de V y Na, para diferentes tecnologías.

Fuente: Banco de datos de FCC S.A.

Como un avance, una nueva tecnología fue desarrollada con un enfoque más específico: minimizar los efectos negativos causados por la presencia de hierro, especialmente cuando está en combinación con calcio, sodio y silicio, y mantener la elevada accesibilidad presente en las demás tecnologías.

El diferencial de esa tecnología está en las modificaciones realizadas en la matriz del catalizador, que minimizan las reacciones de vitrificación observadas en muestras contaminadas por estos metales.

La Figura 8 demuestra comparativamente el impacto de la obstrucción de poros en dos sistemas catalíticos: un catalizador base y la nueva tecnología. Las imágenes, obtenidas mediante microscopía electrónica de transmisión (STEM), muestran que en el catalizador base se produce una acumulación de hierro y silicio en los poros, resultando en una obstrucción evidente. En contraste, en la muestra que contiene la nueva tecnología se observa la preservación de la estructura porosa, sin bloqueos aparentes por hierro, lo que evidencia la eficacia de la formulación para mitigar los efectos típicos de la contaminación metálica.

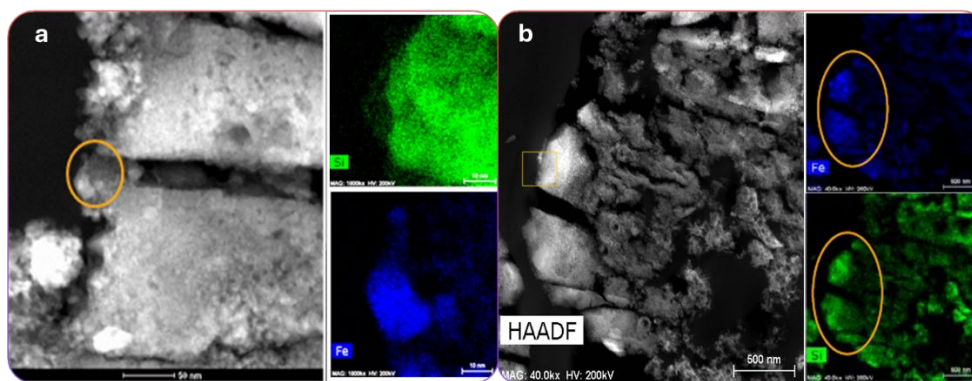


Figura 8. Deposición observada en la superficie de *e-cat* (a) catalizador base y (b) nueva tecnología.

Fuente: STROHM y AVERY, 2022.

La Tabla 5 presenta de forma clara los beneficios que la tecnología de FCC S.A. ofrece al refinador: un mejor desempeño con menor reposición de catalizador, incluso con concentraciones de Fe, Na y Ca superiores al *e-cat* base utilizado en la comparación. Cabe destacar, además, que la accesibilidad del nuevo catalizador fue significativamente superior al del catalizador base, lo que sugiere que su capacidad de convertir fondos se mantuvo elevada.

Tabla 5. Comparación de propiedades del *e-cat* de catalizador base y nuevo catalizador.

Propiedad	Catalizador Base	Nuevo Catalizador
Reposición de catalizador (lb/bbl)	0,48	0,44
Hierro adicionado (%p)	0,48	0,56
Sodio adicionado (%p)	0,18	0,26
Calcio (%p)	0,11	0,13
Accesibilidad	5,9	9,7

Fuente: Banco de datos de FCC S.A.

En el contexto del procesamiento de cargas renovables, FCC S.A. ha desarrollado formulaciones catalíticas aplicadas al coprocesamiento de bioaceites y otras materias primas alternativas en unidades FCC. Estas formulaciones fueron diseñadas con el objetivo de aumentar la tolerancia a contaminantes metálicos y permitir una operación más estable con cargas oxigenadas. El sistema catalítico presenta una densidad de sitios ácidos ajustada para favorecer reacciones de desoxigenación, facilitando la eliminación de oxígeno de compuestos oxigenados. Además, la distribución de poros fue optimizada para mejorar la difusión de reactivos y orientar el carbono biogénico hacia fracciones de mayor interés comercial, como gasolina y olefinas livianas.

Como se mencionó anteriormente, uno de los principales cuellos de botella en la utilización de aceites vegetales en unidades FCC es el alto tenor de oxígeno. Cuando no es

eliminado adecuadamente, este oxígeno puede incorporarse a los productos, comprometiendo sus especificaciones de calidad. Además, rutas inadecuadas de desoxigenación pueden llevar a una formación excesiva de coque, gases livianos y a la pérdida de carbono biogénico.

La Figura 9 muestra cómo diferentes formulaciones de la tecnología especial para bioaceites permiten modular las rutas de eliminación de oxígeno, entre deshidratación, descarbonilación, descarbonización e hidrodesoxigenación, de forma que la reacción se dirija hacia mecanismos más eficientes, como la descarboxilación. Este enfoque reduce el desperdicio de carbono biogénico, limita la formación de subproductos no deseados y contribuye a maximizar la calidad y el valor de los productos líquidos, sin comprometer la operación de la unidad.

Al ajustar la densidad de sitios ácidos y la topología de la zeolita en el catalizador (Figura 9), es posible alcanzar un equilibrio mejorado en la selectividad e incorporación renovable, minimizando el problema del oxígeno en la carga de la UFCC.

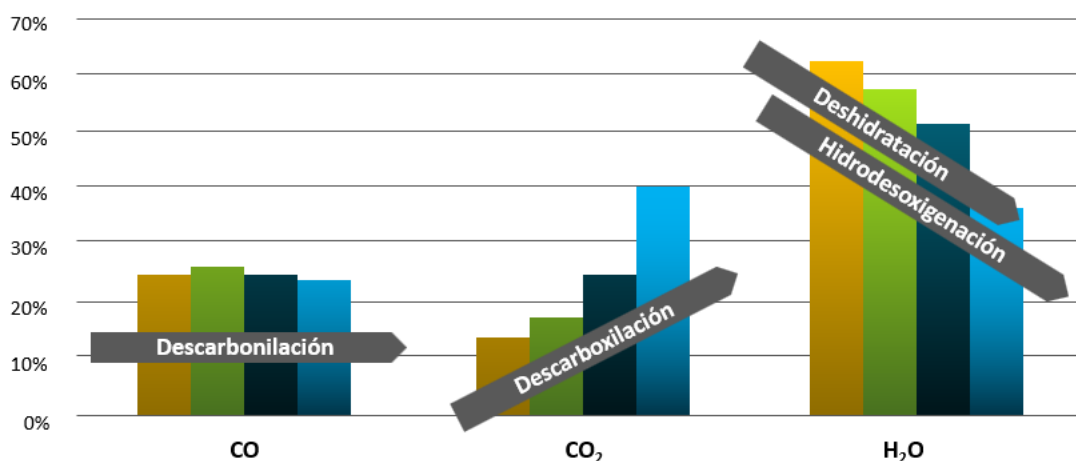


Figura 9. Comparación de la selectividad a la desoxigenación durante el coprocesamiento de 20% de aceite de canola en diferentes dosis de catalizador especial.

Fuente: STROHM *et al.*, 2024.

3. Conclusión

Frente al escenario energético actual, marcado por la creciente exploración de petróleos no convencionales, las refinerías de América Latina enfrentan desafíos tecnológicos y operativos complejos. La variabilidad de las cargas, que incluye altos tenores de contaminantes y cambios en sus propiedades fisicoquímicas requiere un profundo entendimiento de los procesos y el desarrollo de soluciones adaptativas. En este contexto, el uso de tecnologías catalíticas avanzadas desarrolladas por FCC S.A. y la implementación de ajustes en los procesos de refinó son fundamentales para garantizar la estabilidad operativa, la selectividad de los productos y la maximización de la rentabilidad.

Además, la transición energética y el compromiso con la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero imponen la necesidad de estrategias innovadoras para el coprocesamiento de materias primas fósiles y renovables. La combinación de *hardware* adecuado y soluciones catalíticas personalizadas, como las presentadas en este estudio, permite a las refinerías operar con flexibilidad y eficiencia. Tales enfoques aseguran la continuidad en la producción de combustibles de mayor valor agregado, como gasolina y diésel, sin comprometer los estándares de calidad y sostenibilidad.

Finalmente, se hace evidente que el futuro del refino en la región pasa por la adopción de tecnologías que combinen robustez, selectividad y tolerancia a contaminantes, además de una integración estratégica con fuentes de energía renovable. El trabajo conjunto entre refinadores y proveedores de tecnología será esencial para viabilizar operaciones más resilientes y alineadas con los objetivos globales de descarbonización y eficiencia energética. Así, las refinerías estarán preparadas para enfrentar los desafíos del nuevo perfil de cargas procesadas y contribuir para un sector más sostenible y competitivo.

4. Bibliografia

- Agência Nacional do Petróleo – ANP, Anuário estatístico do petróleo, gás natural e biocombustíveis 2020. Rio de Janeiro: ANP, 2020.
- BENOIT, B., ZURLO, J., Overcoming the challenges of tight/shale oil refining. Digital Refining 2014 - www.digitalrefining.com/article/1000979
- BRANCO, P. M., Petróleo do Pré-Sal, Serviço Geológico Brasileiro, disponível em: <<https://www.sgb.gov.br/petroleo-do-pre-sal>>, 2014.
- CHAEN, H., LIU, X., ZHANG, C., TAN, X., YANG, R., YANG, S., YANG, J., Effects of miscible degree and pore scale on seepage characteristics of unconventional reservoirs fluids due to supercritical CO₂ injection, Energy, Elsevier: China, v. 239, p. 2022.
- CHEN, H., Fine description of unconventional clastic oil reservoirs, Petroleum Research, China, v. 9, p. 289-303, 2024.
- COELHO, T., DIAMANTE, E.F, Ingeniería de catalizadores de FCC: Rompiendo la barrera del hierro, LARTC Ask the Experts 2025.
- DELGADO, F., GAUTO, M., Petróleo: Qualidade físico-químicas, preços e mercados. FGV Energia, Rio de Janeiro, 2021.
- DYK, S., SU, J., SADDLER, J., Update on drop-in biofuel and co-processing commercialization. IEA Bioenergy: Taks 39 International Energy Agency – IEA, Estados Unidos, 2024.
- Empresa de Pesquisa Energética – EPE, Desafios do Pré-Sal, Documento de apoio ao PNE 2050, Rio de Janeiro, 2018.
- Energy Information Administration - EIA, Annual Energy Outlook 2025, Estados Unidos, 2025.
- Energy Information Administration - EIA, Annual Energy Outlook 2013, Estados Unidos, 2013.
- Energy Information Administration - EIA, Annual Energy Outlook 2013, Estados Unidos, 2013.
- Energy Information Administration – EIA, Country Analysis Brief: Argentina, Estados Unidos, 2024.
- GUTIERRES, A., The impact of nickel on the catalytic cracking unit feed. Technical Moment. Fábrica Carioca de Catalisadores S.A. Disponível em: <<https://www.fccsa.com.br/pt/fcc-connect/todas-publicacoes/impacto-do-niquel-da-carga-na-unidade-de-craqueame/>>, 2023.
- JIANG, H., LIVI, K. J., KUNDU, S., CHENG, W., Characterization of iron contamination on equilibrium fluid catalytic cracking catalyst particles. Journal of Catalysis, Estados Unidos, v. 361, p. 126-134, 2018.
- LELIVELD, B., TOSHIMA, H., Hydrotreating challenges and opportunities with tight oil, Digital Refining, Estados Unidos, 2015.
- LIAO, Y., LIU, T., ZHAO, H., GAO, X., A comparison of laboratory simulation methods of iron contamination for FCC catalysts. Catalysts 2021, MDPI: China, v. 11, 2021.

LINO, A., ONISHI, T., DATTA-GUPTA, A., Optimizing CO₂ – and field gas – injection EOR in unconventional reservoirs using the fast-marching method, SPE Reservoir Evaluation and Engineering, v. 1, p. 261-281, 2019.

LIU, T., LIU, Z., ZHANG, K., LI, C., ZHANG, Y., MU, Z., LIU, F., LIU, X., MU, M., ZHANG, S., Intelligent identification method for the diagenetic facies of tight oil reservoirs based on hybrid intelligence – a case study of Fuyu reservoir in Sanzhao Sag of Songliao Basin, Energies, MDPI: China, v. 17, p. 56-75, 2024.

MALOZYOMOV, B. V., MARTYUSHEV, N. V., KUKARTSEV, V. V., TYNCHENKO, V. S., BUKHTOYAROV, V. V., WU, X., TYNCHEKO, Y. A., KUKARTSEV, V. A., Overview of methods for enhanced oil recovery from conventional and unconventional reservoirs, Energies, MDPI: Russia, v. 16, p. 4907, 2023.

MARTÍNEZ, G.A., MESA A.A, Impactos del procesamiento crudos con alto contenido de Shale Oil. Caso de estudio Refinería Plaza Huinul. 5° Congreso Latinoamericano y del Caribe de Refinación, 2018

MEIRER, F., MORRIS, D. T., KALIRAI, S., LIU, Y., ANDREWS, J. C., WECKHUYSSEN, B. M., Mapping metals incorporation of a whole single catalyst particle using element specific x-ray nanotomography. Journal of the American Chemical Society, Holanda, v. 137, p. 102-105, 2015.

Ministério de Minas e Energia – MME, Transição energética: a mudança de energia que o planeta precisa. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/transicao-energetica-a-mudanca-de-energia-que-o-planeta-precisa>, 2023.

MORIGAKI, M. K., CHIMIN, R. Q. F., SAD, C. M., FILGUEIRAS, P. R., CASTRO, E. V. R., DIAS, J. C. M., Salinidade em petróleo bruto: otimização de metodologia e proposta de um novo método para extração de sais em petróleo. Química Nova: Espírito Santo, v., 33, p. 607-612, 2010.

PIMENTA, R. D., ZOTIN, J. L., MELO, T. C. C., PACHECO, M. E., CARDOSO, L. G., VICENTINI, P. C., REZENDE, A. F. P., PINTO, R. R. C., ALVES, M. V., JOUNCOWSKI, J., Desenvolvimento do diesel S10 com conteúdo renovável – Diesel R. In: ROGe 2024. Rio de Janeiro, 2024.

PINHO, A. R., ALMEIDA, M. B. B., MENDES, F. L., XIMENES, V. L., CASAVECHIA, L. C., Co-processing raw bio-oil and gasoil in an FCC Unit. Fuel Processing Technology, v. 131, p. 159-166, 2015.

PINHO, A. R., SILVA, L. M., TAIT, M., CANABARRO, L. R., BULLA, J. L. S., ZANELLA, A. S., SILVA, M. A., NETO, E. T., Production of bioaromatic petrochemicals and clean fuels from renewable raw materials. In: ROGe 2024. Rio de Janeiro, 2024.

RAUTIAINEN, E., NELISSEN, B., Catalyst contamination. Hydrocarbon Engineering, Albemarle Corporation, Holanda, 2003.

SANDREA, R., GODDARD, D. A., New reservoir-quality index forecasts field well-productivity worldwide, Oil & Gas Journal, Estados Unidos, 2016.

SCHIMMEL, M., TOOP, G., ALBERICI, S., KOPER, M., Determining the renewability of co-processed fuels. Final Report. Ecofys Navigant Company: Holanda, 2018.

SONG, Z., SONG, Y., LI, Y., BAI, B., SONG, K., HOU, J., A critical review of CO₂ enhanced oil recovery in tight oil reservoirs of North America and China, *Fuel*, China, v. 276, 2020.

STROHM, J., AVERY, C., FCC co-processing: breakout catalyst technology & optimization strategies. American Fuel & Petrochemical Manufacturers Annual Meeting, Estados Unidos, 2022.

STROHM, J., RAINER, D., OYOLA-RIVERA, O., AVERY, C., FCC co-processing of biogenic and recyclable feedstocks: Part 2. Digital Refining. Disponível em: <<https://www.digitalrefining.com/article/1003088/fcc-co-processing-of-biogenic-and-recyclable-feedstocks-part-2>>, 2024.

TAO, J., MENG, S., LI, D., LIANG, L., LIU, H., Experimental evaluation of enhanced oil recovery in shale reservoirs using different media, *Energies*, MDPI: China, v. 17, p. 195-206, 2024.

THOMAS, J. E., Fundamentos de engenharia de petróleo, Interciência: Rio de Janeiro, 2004.

WANG, J., FENG, L., STEVE, M., TANG, X., GAIL, T., MIKAEL, H., China's unconventional oil: a review of its resources and out-look for long-term production, *Energy*, China, v. 265, 2015.

WANG, M., GUO, Z., JIAO, C., LU, S., LI, J., XUE, H., LI, J., LI, J., CHEN, G., Exploration progress and geochemical features of lacustrine shale oils in China, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Elsevier: China, v., 178, p. 975-986, 2019.

WHITCOMBE, J. M., AGRANOVSKI, I. E., BRADDOCK, R. D., Identification of metal contaminants on FCC catalyst. *Inter Science*, Wiley: Australia, v. 22, p. 268-275, 2005.

YIN, K., Classification and geological characteristics of unconventional oil and gas resources, *Resources Data Journal*, China, v. 2, p. 15-20, 2023.

YOU, L., XIE, Y., CHEN, Y., KANG, Y., HUANG, C., ZHAI, H., Development directions of formation damage evaluation and fracturings fluids in tight and shale oil reservoirs, *Petroleum*, Ke Ai Publishing: China, v. 11, p. 125-142, 2025.

ZHAO, G., JIANG, F., ZHANG, Q., PANG, H., ZHANG, S., LIU, X., CHEN, D., Hydrocarbon accumulation process and mode in Proterozoic Reservoir of Western Depression in Liaohé Basin, Northeast China: a case study of the Shuguang Oil Reservoir, *Energies*, MDPI: China, v. 17, p. 141-156, 2024.

ZHENG, D., WANG, H., GE, Z., Unconventional oil and gas resources exploration and development technology (oil sands, oil shale, tight oil, shale gas), *Petroleum Industry Press*, China, 2013.

Breve CV de los autores

Eliza Diamante:

Ingeniera Química por la Universidad Federal de Paraná y posgraduada en Procesamiento de Petróleo por la Universidad del Estado de Rio de Janeiro, especialista en procesamiento de petróleo, con más de 14 años de experiencia en la industria de refino, de los cuales 11 años como ingeniera en el segmento de FCC. Actúa como Consultora Técnica en FCC S.A., brindando asistencia técnica especializada.

Lucas Andrade:

Ingeniero Químico por la Universidad Federal Fluminense con maestría en Ingeniería de Procesos Químicos y Bioquímicos por la Universidad Federal de Rio de Janeiro, y con 6 años de experiencia en industria petroquímica. Actúa como Ingeniero de Servicios Técnicos en FCC S.A., siendo responsable de la gestión de la base de datos de catalizadores de FCC S.A. y del soporte técnico especializado a las refinerías del mercado interno.

Tiago Coelho:

Químico Industrial con doctorado en catálisis por la Universidad Federal de Rio de Janeiro, cuenta con más de 10 años de experiencia en el desarrollo, caracterización y evaluación de catalizadores orientados al refino de petróleo. Ha participado en proyectos de Investigación y Desarrollo en instituciones de excelencia en Francia y en Canadá, con enfoque en la creación de nuevos materiales y en la mejora de procesos catalíticos. Actualmente, se desempeña como Consultor de Desarrollo de Producto en FCC S.A., donde lidera proyectos de innovación tecnológica, con interfaz entre laboratorio y operación industrial, además de brindar soporte técnico especializado a las refinerías de América del Sur.